

Sustituibilidad de Energéticos y La Política (Des)Regulatoria del Gas Natural en Chile

Constanza Fosco P-M.
Universidad de Alicante, España

Eduardo Saavedra P. §
ILADES-Georgetown University,
Universidad Alberto Hurtado, Chile

Septiembre, 2003

Abstract

La principal característica del mercado de Gas Natural en Chile es que nace prácticamente desregulado y la evolución de su estructura responde sólo a las fuerzas de mercado, explicándose por la participación casi exclusiva del sector privado. La regulación de la estructura es mínima y los precios no están regulados (con excepción de la zona Magallanes). Se establece que las empresas concesionarias de transporte y de distribución de Gas Natural tienen libertad para fijar sus precios, donde el único requisito es no discriminar entre clientes con características y consumos similares. En el caso del transporte rige además la obligación de acceso abierto. Teniendo en cuenta la caracterización del sector, se analizan los supuestos que sostendrían la política de ausencia de regulación de precios. Si ello se cumpliera, la determinación de precios competitivos en el mercado de Gas Natural estaría garantizada por la existencia de mercados de productos sustitutos competitivos, tanto por el lado de la oferta como por el lado de la demanda. Se analizan los energéticos sustitutos del Gas Natural y se evalúa la eficiencia de la política de precios libres en esta industria.

Palabras Clave : Gas Natural, Sustitución de Energéticos, Precios (Des)Regulados, Chile

JEL Classification : L43, L52, L95

§ Comentarios son bienvenidos a saavedra@uahurtado.cl Este artículo está basado en el estudio “Mercados de Gas Natural en Chile. Análisis de Estructura y Sustituibilidad” de Saavedra y Fosco (2002) financiado por la Comisión Nacional de Energía de Chile, CNE. Los autores agradecen los comentarios de Oscar Landerretche, José M. Sánchez, José A. Ruiz, Marco Mansilla y demás participantes en seminario organizado por la CNE. Saavedra agradece además la valiosa asistencia de investigación de Miguel Flores. No obstante, los errores que aún contenga este artículo son de exclusiva responsabilidad de sus autores.

1. Introducción

En muchos países, la regulación en el mercado de Gas Natural (GN) tiene su origen en la privatización de facilidades públicas. El Estado deja de ser propietario de lo que fueron grandes monopolios (naturales o legales) y los traspasa al sector privado. Dado que estas actividades son consideradas servicios públicos, el Estado se reserva el derecho de hacer coincidir los intereses privados con los de la sociedad.

El caso de Chile es diferente, pues los mercados de GN han sido desarrollados por el sector privado, excepto en la zona Magallanes. Esta puede ser una razón que explique por qué este sector está menos regulado que otros, como por ejemplo, el de electricidad o el de telecomunicaciones. La mínima regulación del sector establece que las empresas concesionarias de transporte y de distribución de GN tienen libertad para fijar sus precios. El único requisito es no discriminar entre clientes con características y consumos similares. En el caso del transporte rige además la obligación de *acceso abierto*, cuya definición complementa el criterio general de no discriminación.

La única garantía que determina la Ley 323 para que efectivamente las empresas no discriminen entre clientes es la obligación de publicar las tarifas por tipo de consumidor. Esto se aplica a las distribuidoras y en relación con clientes residenciales, y comercios e industrias con consumos mensuales relativamente bajos. A su vez, el Estado se reserva el derecho eventual de fijar las tarifas de las distribuidoras, a pedido de la Comisión Resolutiva, en zonas de concesión donde cada cliente individualmente consuma menos de 100 Gj/mes y la distribuidora obtenga con el sistema tarifario vigente una tasa de rentabilidad económica superior en cinco puntos porcentuales a la tasa de costo anual de capital.

El caso de Chile es prácticamente único en el mundo. La regulación de la estructura es mínima y los precios no están regulados (con la excepción ya mencionada). Tomando como un dato las consecuencias en términos de estructura resultante, relaciones de propiedad y precios de transporte y distribución de GN en Chile, este artículo analiza uno a uno los supuestos que sostendrían la política de *ausencia de regulación de precios*.¹

A la luz de publicaciones oficiales y de artículos que lo dejan entrever, esta política en extremo desregulatoria estaría basada en los siguientes supuestos:²

- i. El GN tiene sustitutos energéticos muy competitivos. Los energéticos sustitutos son *commodities* con precios determinados por los mercados que, a su vez, son competitivos.
- ii. Los costos de suministro del GN al cliente final son elevados por lo que el negocio debe ser eficiente para competir con los energéticos sustitutos.
- iii. Los precios de los sustitutos en los distintos segmentos de consumo son tales que impiden a las empresas obtener rentas monopólicas en general o en un segmento para solventar el costo de proveer el servicio a otro segmento de la industria (imposibilidad de subsidios cruzados).
- iv. El consumidor puede optar libremente por el GN o por sus sustitutos, no existiendo barreras para entrar ni para salir del mercado de GN.

¹ Para detalles en cuanto a la estructura y relaciones de propiedad en la industria del GN en Chile, véase Saavedra y Fosco (2003a). Un análisis de la evolución de los precios en esta industria liberalizada se entrega en Saavedra y Fosco (2003b).

² CNE (1998) y (2001), De Vany y Walls (1995) y Jadresic (1999).

Si estas premisas se cumplieran, la determinación de precios competitivos en el mercado de GN estaría garantizada por la existencia de mercados de productos sustitutos competitivos, tanto por el lado de la oferta como por el lado de la demanda. Adicionalmente, existiría una correlación entre los precios del petróleo (crudo) y el GN. Este último efecto tiene también un componente indirecto relacionado con el primer argumento, dado que algunos derivados del petróleo son sustitutos del GN.³

El objetivo de este trabajo es complementar la discusión de los argumentos que sustentan la política de precios no regulados. Para ello se recurre a la combinación de análisis deductivo (aplicación de la teoría) y análisis empírico en los casos en que fuere posible. La información disponible restringe el tipo de análisis empírico que puede realizarse.

En la sección 2 se incluye una descripción de la normativa vigente, organizada en torno a los siguientes tópicos: institucionalidad; exploración y producción; importaciones; actividades de suministro de gas por redes; y los aspectos legales de la política de precios desregulados. En la sección 3 se analizan los energéticos sustitutos del GN, contrastando el primer supuesto que sustentaría la política desregulada de precios del GN en Chile. En la sección 4 se trata la evaluación de la eficiencia de la política de precios libres en los mercados de GN a la luz de los otros supuestos ya mencionados. Por último, se concluye en la sección 6 que ninguna de las condiciones que cumplen con esta política de precios no regulados se observa en la práctica en Chile. De esta manera, se pone en duda la legitimidad de esta política para el sector.

2. Normativa de la Regulación del Gas Natural en Chile

Institucionalidad

Las normas que rigen la institucionalidad del sector de GN en Chile son las leyes que crearon la Comisión Nacional de Energía (CNE), Decr. Ley 2.224 de 1978 y la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), Decr. Ley 18.410, 1985 (y modificaciones introducidas por ley 19.613, 1999).

La CNE está definida como persona jurídica de derecho público, funcionalmente descentralizada y autónoma en relación con su patrimonio y capacidad de ejercer derechos y contraer obligaciones. Se relaciona directamente con el Presidente de La República, aunque sus actos jurídicos administrativos se realizan a través del Ministerio de Minería. Su principal objetivo es la elaboración de planes, políticas y normas relacionadas con el sector energético en general. Complementariamente, se le asigna una función de contralor, pues debe “velar por su cumplimiento” y otra de asesoría al Gobierno. De acuerdo con la legislación vigente, la CNE cumple los siguientes roles:

³ Una premisa adicional establece que el sistema impositivo es neutro entre los diferentes energéticos a disposición de los consumidores. Si bien no entramos en mayor detalle a lo largo de este artículo en este supuesto, pues su cumplimiento depende fundamentalmente de decisiones de política fiscal, ello claramente no es así en la práctica en Chile. El régimen impositivo está plagado de “tratos especiales”, como por ejemplo, un trato impositivo preferente hacia el uso del diesel o un trato diferente en cómo se cancelan los impuestos de los energéticos. Un ejemplo de esto último, los automovilistas que consumen derivados del petróleo pagan sus impuestos por unidad consumida, mientras que quienes usan GN tienen un impuesto en dos partes (un cargo fijo anual más un variable por unidad consumida).

- i. Planificación y elaboración de políticas: prepara planes y políticas para el sector energético; realiza proyecciones de demanda y oferta nacionales de energía.
- ii. *Regulación*: tiene facultades para elaborar reglamentos sectoriales. Coordina y propone normas técnicas. Los reglamentos sectoriales deben ser promulgados a través del Ministerio de Minería o, en el caso de precios y tarifas, Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción.
- iii. *Fiscalización*: vela por el cumplimiento de las normas técnicas del sector. Asimismo, analiza técnicamente el nivel de precios y tarifas de bienes y servicios energéticos e informa al Ministerio de Economía
- iv. Fomento y Reconstrucción, que tiene la atribución de fijar precios y tarifas, en la medida en que jurídicamente sea posible.

La SEC, por su parte, está definida como un servicio funcionalmente descentralizado relacionado con el Gobierno a través del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción. Su principal objetivo es la fiscalización y contralor del cumplimiento de las regulaciones y normas técnicas relacionadas con la generación, producción, almacenamiento, transporte y distribución de combustibles líquidos, gas y electricidad, con especial énfasis en la calidad y seguridad de los servicios prestados a los usuarios.

En relación al energético gas, en general, las principales funciones de la SEC son:

- i. *Concesiones*: otorga concesiones provisionales de plantas productoras de gas, líneas de transporte y de distribución de gas e informa respecto de las solicitudes de concesiones definitivas (que son otorgadas por el Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción); realiza las gestiones correspondientes respecto de la caducidad de concesiones definitivas; asume transitoriamente la administración de la concesión en caso de caducidad.
- ii. *Control y supervisión de normas de calidad*: requiere de los concesionarios el cumplimiento de las normas de calidad vigentes; fija los plazos máximos para la extensión de servicio en las zonas de concesión; amonesta, multa o administra provisionalmente el servicio a expensas del concesionario si la calidad no es la adecuada; fiscaliza instalaciones.
- iii. *Autorización y Licencias*: otorga las licencias de instalador de gas, autoriza laboratorios, etc.; y suspende transitoriamente dichas autorizaciones o licencias.
- iv. *Arbitraje*: resuelve reclamos derivados de la normativa que debe hacer cumplir, entre o contra particulares, consumidores y propietarios de instalaciones.
- v. *Sanciones*: sanciona por incumplimiento de normas técnicas y reglamentarias vigentes; requiere bajo apercibimiento de multa la reposición del servicio respectivo interrumpido por un hecho imputable a la empresa.
- vi. *Información y estadísticas*: forma las estadísticas técnicas de explotación de las empresas de gas, en la forma que la CNE especifique. Las empresas deben entregar la información, bajo apercibimiento de multa. Fija normas sobre forma y modo de presentación de la información.
- vii. *Regulación*: propone al Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción normas reglamentarias de almacenamiento, transporte, distribución y comercialización de GLP y GN; se pronuncia sobre reglamentos especiales de servicio que las empresas concesionarias de servicio público sometan a su aprobación.

Exploración y producción de GN

Las principales normas en relación con la exploración, explotación y procesamiento de GN son la Ley Orgánica de Empresa Nacional del Petróleo, Ley 9.618 de 1950 (texto actualizado 19.01.91) y las normas sobre Contratos de Operación Petrolera (texto refundido, coordinado y sistematizado del Decr. Ley 1.089 de 1975, Decr. Ley 2, 1986). La primera Ley crea la Empresa Nacional del Petróleo y establece que:

- i. El Estado es propietario absoluto, exclusivo, inalienable e imprescriptible de los depósitos de hidrocarburos en todo el territorio. Esto incluye yacimientos gasíferos.
- ii. La empresa ENAP es una entidad comercial con personalidad jurídica que se rige *únicamente por esta Ley* y los estatutos derivados aprobados por el Presidente de La República.
- iii. ENAP puede:
 - *con exclusividad*: realizar actividades de exploración, explotación o beneficio de yacimientos dentro o fuera del territorio, directa o indirectamente a través de sociedades en las que tenga participación o en asociación con terceros, por medio de concesiones administrativas o de contratos especiales de operación.
 - *sin exclusividad*: directa o indirectamente, realizar actividades de almacenamiento, transporte, transformación, tratamiento, procesamiento, refinación, ventas y en general, comercialización de petróleo o gas y desarrollo de cualquier actividad industrial relacionada con hidrocarburos, productos y derivados.
 - *por cuenta del Estado*: recibir, readquirir, vender y comercializar en cualquier forma los hidrocarburos provenientes de contratos especiales de operación y ejercer funciones y derechos que el decreto supremo y el correspondiente contrato le encomienden, sea que en estos contratos tenga o no participación la empresa.
- iv. Los excedentes, excluidos fondos de reserva y recursos correspondientes a la ejecución de programas de inversión aprobados por el Ministerio de Minería, ingresan a rentas generales de la Nación.

Los *contratos especiales de operación* se firman entre un contratista (nacional o extranjero) y el Estado para la exploración, explotación o beneficio de yacimientos. Estos contratos no afectan el dominio del Estado sobre los yacimientos, no constituyen concesiones, no confieren derechos sobre los hidrocarburos y no conceden facultades de apropiación o aprovechamiento sobre los mismos. El contratista recibe una retribución en moneda y especies (hidrocarburos), sujeta a impuestos (alícuota máxima 50%). Puede, con autorización expresa, exportar los hidrocarburos que recibe, *sin* sujeción a las normas que rijan las exportaciones y disponer libremente de las divisas generadas. Alternativamente, el Estado puede readquirir los hidrocarburos.

Importaciones

Parte de la regulación respecto de importaciones se encuentra implícita en la Ley Orgánica de ENAP, en la medida en que se autoriza a esta empresa a integración energética con Argentina. En noviembre de 1995, se firmó el Protocolo Sustitutivo del Protocolo N° 2 del Acuerdo de Complementación Económica N° 16 entre la República de Chile y la República Argentina. Esta norma regula básicamente las relaciones de exportación e importación y establece principalmente:

- i. El *acceso abierto* para gasoductos internacionales.

- ii. Que el régimen impositivo y tarifario será el vigente en cada país, para cada tramo.
- iii. El principio de no discriminación y proporcionalidad frente a problemas de restricciones de oferta.

Las relaciones comerciales entre ambos países respetan las tan diferentes modalidades en materia de regulación del sector gasífero y la regulación coordinada se focaliza en el transporte por gasoductos.

Transporte, distribución y comercialización de Gas por redes

La Ley de Servicios de Gas y sus modificaciones (Ley N° 323, 1931; en adelante la Ley) constituye la norma fundamental respecto de la operación del gas por redes, cualquiera sea su origen. La Ley establece que el servicio de distribución y el de transporte se otorgan por concesión. No hay restricciones respecto a la nacionalidad de las empresas concesionarias ni a la participación de una misma empresa en ambos segmentos. La distribución constituye un servicio público. Las distribuidoras están obligadas a suministrar gas para cualquier fin, sujeto a la capacidad disponible y seguridad de sus instalaciones. Asimismo, es posible que coexistan distribuidoras en una misma zona; sin embargo, la Ley le otorga el derecho a la empresa instalada a que haga uso de su derecho de concesión antes de otorgar una segunda concesión en la misma zona.

Cabe aclarar que en este punto a nuestro parecer la Ley es ambigua, en tanto si bien le da el derecho al concesionario instalado, deja abierta la posibilidad de otorgar otra concesión en carácter de segundo concesionario. La norma no especifica en qué casos podría suceder esto, por lo tanto, en la práctica está sujeto a la discreción de la autoridad (Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, con informe de SEC).

Respecto de los precios (Título V, párrafo 2), la Ley establece que cada empresa de gas los fijará libremente. Los requisitos son: i) que no exista discriminación entre consumidores con consumos similares; ii) que cada vez que una empresa de servicio público de distribución modifique los precios, debe publicarlos en medios de amplia circulación o avisar con anticipación a través de la boleta o factura.

En 1973, a través del decreto Ley 211 que crea la Comisión Resolutiva Antimonopolios, se faculta a esta Comisión para solicitar al Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción la fijación de tarifas de suministro en zonas de concesión del servicio público de distribución. Puede hacerlo en el caso en que demuestre que las tarifas libremente fijadas permiten a la concesionaria obtener una tasa de rentabilidad económica superior en 5 puntos porcentuales a la tasa de costo anual de capital.

La tasa de costo anual de capital debe ser calculada por el Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, considerando el riesgo sistemático de las actividades de las distribuidoras en relación con el mercado, la tasa de retorno libre de riesgo y el premio por riesgo de mercado⁴. No podrá ser inferior al 6%. La distribuidora en la zona Magallanes tiene precios regulados según el procedimiento descrito para la excepción mencionada para el resto de concesionarias.

⁴ El modelo implícito de cálculo de esta tasa corresponde a un modelo de valuación de factores (en particular puede pensarse en un modelo tipo APT, de valoración por arbitraje).

El Decreto Supremo 263 (1995) constituye el Reglamento sobre concesiones de distribución y transporte. Esta norma aclara la ambigüedad de la Ley respecto a la concesión de zonas de distribución, dejando expresamente en claro que podrán coexistir varias concesionarias en una misma zona geográfica.

El transporte por gasoductos está sujeto al *acceso abierto*. El Decr. 263 define dicho concepto. “Se entenderá por ‘acceso abierto’ el ofrecimiento que las empresas concesionarias de transporte de gas realicen de sus servicios de transporte en igualdad de condiciones económicas, comerciales, técnicas y de información, respecto a su capacidad de transporte disponible” (art. 11°).

Finalmente, la Ley 323 establece que ninguna de estas actividades, transporte o distribución, constituye monopolio. Vale decir, la Ley expresamente elimina la posibilidad de un monopolio legal en estas actividades.

La política de precios desregulados

La regulación del sector del GN en Chile es mínima, especialmente comparando con otros sectores energéticos (por ejemplo, electricidad) o con otros países.⁵ Los siguientes ítems constituyen los principales problemas en el sistema vigente:

- i. En relación con los organismos que definen la institucionalidad del sector, CNE y SEC, existe cierta superposición de funciones – mínima – respecto de la fiscalización. Si bien el organismo de fiscalización es la SEC, la CNE detenta facultades de supervisión respecto del cumplimiento de normas técnicas que el propio organismo propone.
- ii. Siendo un sector con muy poca regulación, una condición necesaria para su buen funcionamiento es la transparencia del sistema. Si bien las normas señalan que la SEC tiene facultades para recopilar y exigir información a las empresas de gas (y de hecho, estas envían un informe mensual), desde el punto de vista del público en general, dicha información no está disponible ni organizada adecuadamente. Basta como ejemplo contrario, la disponibilidad de información que existe para todo público en la Argentina.
- iii. Adicionalmente, hay información que no está disponible ni siquiera para las entidades reguladoras, como es el caso de los contratos de compraventa de GN en Argentina o los contratos de transporte celebrados entre distribuidoras y transportistas o grandes clientes. Esto último afecta negativamente el criterio de *acceso abierto*. Las transportistas pueden firmar contratos de transporte con los distintos usuarios que no son observables por el organismo regulador (sea la SEC o CNE). Si bien la SEC solicita información sobre tarifas y todas las empresas de gas la remiten, no es posible acceder a los contratos privados. Por lo tanto, si el acceso abierto se define como “iguales condiciones económicas y comerciales”, pero no existe la posibilidad efectiva de monitorear su cumplimiento, existe por lo menos la probabilidad positiva de que las transportistas efectúen discriminación de precios y calidad del servicio. Si el acceso abierto estuviera garantizado, es poco probable que en la zona norte se hubieran construido dos gasoductos.
- iv. Por otra parte, la ausencia de información en relación con las compras de GN en Argentina afecta la transparencia del mercado en general, pues en definitiva, si la

⁵ Véase Saavedra y Fosco (2003d) para una revisión comparada de la experiencia internacional del diseño regulatorio del GN.

CNE desea calcular precios y tarifas y proponer regulaciones al respecto (tal como la ley la faculta), no cuenta con información fidedigna sobre el principal componente del costo de las distribuidoras.

- v. La regulación del acceso abierto de los gasoductos que son propiedad de ENAP es ambigua y potencialmente conflictiva. Por una parte, la Ley Orgánica de ENAP establece que ENAP se rige únicamente por dicha ley. Por otra parte, los protocolos de integración con Argentina y el Decr. 263 establecen el criterio de *acceso abierto* para todos los gasoductos. De acuerdo con la primera norma, ENAP podría eventualmente restringir el acceso, entrando en claro conflicto con la segunda norma.
- vi. No existen límites a la integración vertical. Tampoco existen límites a la concentración horizontal. Es decir, el hecho de que la Ley 323 establezca que el transporte y la distribución no constituyen monopolio, solo es una regulación en positivo. Aunque permite el ingreso de otras empresas a los segmentos mencionados, no establece explícitamente límites a la concentración. Por lo tanto, implícitamente permite que sólo una empresa ofrezca el servicio.
- vii. En la zona sur opera una comercializadora (Innergy), que sólo se dedica a las transacciones financieras, sin poseer (directamente) instalaciones. Igualmente ocurre en la zona norte, con las comercializadoras Distrinor y Progas. Existe un vacío legal respecto de este tipo de agentes, sus responsabilidades específicas, etc. A los efectos legales, le comprenden las generales de las leyes comerciales. Sin embargo, la distribución está definida como *servicio público*. Esto implica un conjunto de obligaciones que trascienden las meras obligaciones comerciales. Si una comercializadora se dedica a vender a consumidores finales, como lo hacen las comercializadoras Innergy, Distrinor y Progas con el sector industrial, es de esperar que sus obligaciones sean similares a las de una distribuidora.
- viii. No están claramente definidos los límites entre lo que constituye transporte y lo que constituye distribución. Esto puede llevar a que una empresa solicite una concesión para transporte y en definitiva opere como distribuidora. Transportes Innergy es un ejemplo.

¿Cómo se clasifica a una empresa transportista cuya única actividad es transportar GN a clientes finales industriales? Esto no significa obviar el concepto de *by pass*, pero pone en evidencia la ambigüedad de la ley al respecto.

- ix. La falta de información en relación con compras de GN afecta la transparencia del mercado de la electricidad. Por lo tanto, la ausencia de regulación en este aspecto tiene una externalidad negativa, pues dificulta la fiscalización de otro sector energético.
- x. No existen limitaciones respecto a la participación de una misma empresa en distintos sectores de energéticos sustitutos del GN, dentro de una misma zona geográfica. Desde el punto de vista de las empresas, esto puede constituir una estrategia de diversificación del riesgo muy conveniente. Pero también puede significar un traslado del costo de dicho riesgo hacia los consumidores y un retraso en el desarrollo de los mercados de GN.

No es posible distinguir en este caso si la cobertura del GN en algunas zonas es baja porque no hay demanda o porque es una estrategia de la misma empresa que cubre dicha zona con la provisión de GLP, envasado o a granel.

En Chile la única restricción está dada a nivel horizontal. La Ley establece que las concesiones de distribución y transporte no serán monopólicas. Sin embargo, no impide la integración horizontal efectiva ni la integración vertical legal y efectiva de los segmentos.

Según Juris (1998) un mercado de gas eficiente cumple tres funciones:

- i. Determina las curvas de oferta y demanda agregadas
- ii. Facilita transparencia para determinar precio de mercado
- iii. Envía señal de valor de mercado del gas

Según la estructura del mercado chileno, *a priori* ninguna de estas funciones estaría garantizada. En particular, el grado de integración entre los distintos agentes de los mercados; la falta de información pública respecto de precios y formas de contratos; la ausencia de un mercado propiamente dicho mayorista (mercado *spot*) que determine un precio de mercado, son algunas de las razones – pero de peso – por las cuales se pone en duda la eficiencia de los mercados de GN chilenos.

Lo que hace único al mercado chileno es que nace prácticamente desregulado. Asimismo, su nacimiento como tal y la evolución de su estructura responden solo a las fuerzas de mercado y se explican por la participación casi exclusiva del sector privado. En todo caso, el Estado provee el marco general; como por ejemplo, al concretar el acuerdo de integración energética con la Argentina.

3. Los Energéticos Sustitutos del Gas Natural

Los energéticos sustitutos del GN varían según el tipo de consumidor. Para simplificar el análisis y obtener algún grado mayor de robustez estadística cuando es requerido, se trabaja sólo con dos segmentos: residencial e industrial; y en las dos regiones de la zona centro: Metropolitana y Región V.

3.1 Energéticos sustitutos en el consumo del sector residencial

El consumidor residencial utiliza el GN básicamente para cocina, sistema de calentamiento de agua y calefacción de ambientes. De acuerdo con el uso existen distintos energéticos sustitutos posibles. El mayor consumo en un hogar se registra por calefacción. Luego, tomando este uso final como el principal, los energéticos posibles son: gas natural, gas corriente (gas de ciudad), gas licuado de petróleo (granel o envasado), electricidad, leña, combustible líquido (parafina o kerosene). Para cocina, en sectores residenciales no rurales, los principales energéticos son GN y GLP.

Asumiendo que los hogares en comunas no rurales cuentan con servicio de electricidad, es posible distinguir dos niveles de decisión. En un primer nivel de decisión, el consumidor elige entre: i) Gas distribuido por red o cañería (puede ser GN, Gas Ciudad e incluso GLP a Granel) y ii) Gas envasado (GLP envasado). Esto se debe al hecho que, además del tipo de artefacto, las instalaciones son distintas. En un segundo nivel de decisión, el consumidor que *ya* ha elegido, decide entre “gas”, electricidad, parafina o leña. El supuesto implícito es que las familias cuentan con los artefactos y van decidiendo utilizar cada uno según el precio del energético y de la capacidad calorífica del artefacto.

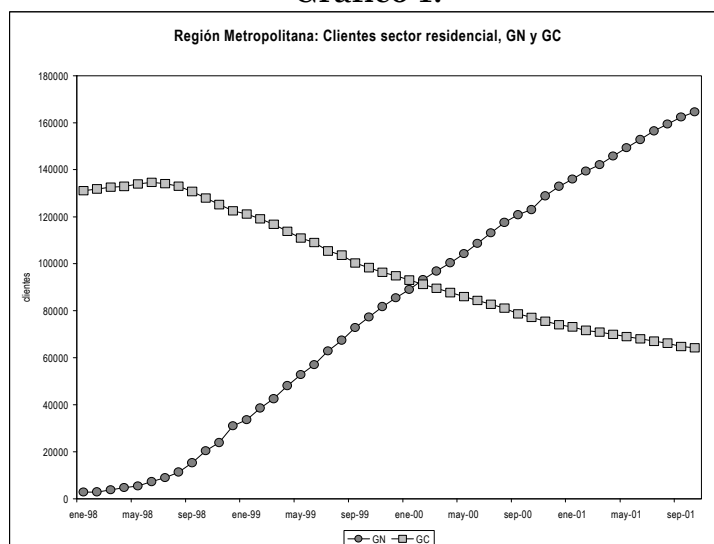
En definitiva, hay dos decisiones, una de largo plazo, en el sentido de decidir entre instalaciones distintas para “gas” y una de corto plazo, en la que en cada momento el consumidor decide entre distintos energéticos. Esta es una forma estilizada de plantear el problema de elección y descansa en los supuestos mencionados. Esto no significa que quien haya elegido GLP envasado no pueda tomar la decisión de cambiar por GN y viceversa. La

clave es el *tiempo* de la toma de decisiones. El supuesto es que las decisiones de cambio no se pueden realizar en forma instantánea.⁶

En relación con el gas corriente (gas de ciudad, GC), en general se observa que las mismas empresas que ofrecían originariamente este servicio se convirtieron en distribuidoras de GN. En la Región V, por ejemplo, Gas Valpo procesaba, distribuía y comercializaba GC y luego se convirtió en distribuidora de GN. Lo propio hicieron Metrogas en la Región Metropolitana y GasSur (que absorbió a Gasco Concepción) en la Región VIII. Lo importante en estos casos es que la decisión del consumidor entre GC o GN es “forzada”, pues las empresas han ido adecuando las instalaciones para distribuir GN por redes, llegando inclusive en algunos casos a convertir completamente el servicio. Gas Valpo no comercializa más GC desde enero del 2001 y sólo distribuye GN.

Por lo tanto, la sustitución entre GC y GN no responde a decisiones de los demandantes, sino más bien a políticas de los oferentes. En los gráficos 1 y 2 se muestran los procesos de conversión para las regiones Metropolitana y Quinta.

Gráfico 1.



Nota: Clientes GC enero-julio 2000 estimados.

Fuente: Elaboración propia, información mensual de empresa (SEC).

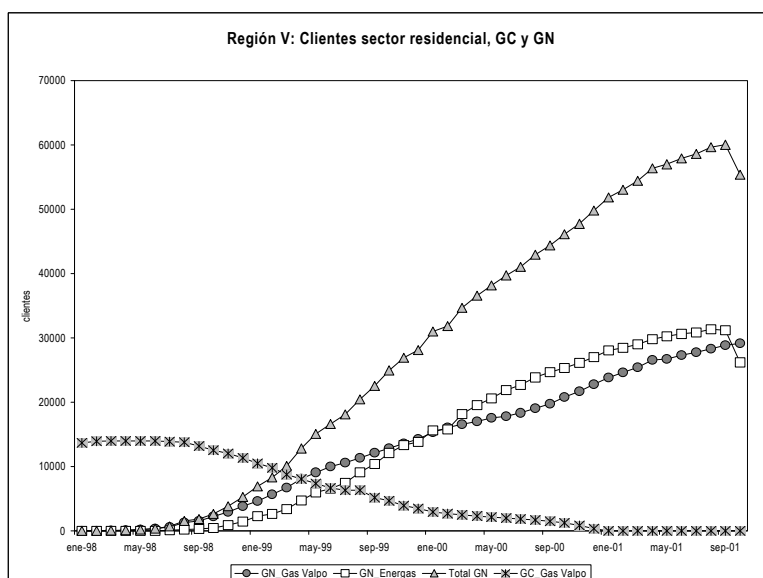
En la Región Metropolitana, Metrogas es la única empresa que distribuye GN y GC. La red de GC en el sector residencial se extiende hasta junio 1998, mes en el que llega a tener un total de 134.633 clientes residenciales. A partir de ese mes, se evidencia el proceso de conversión, y los clientes de GC disminuyen mes a mes, a tasas que no superan el 3% mensual. Paralelamente, el número de clientes residenciales conectados a la red de GN nuevos o con conversión desde el GC, crece a tasas positivas decrecientes en el período. Durante los primeros meses de 1998, las tasas de crecimiento mensual superan el 30%; hacia el final (mayo/octubre 2001), se sitúan entre un 1% y 2% mensual.

⁶ Véase Nevo (2000) para dimensionar la cantidad y calidad de la información necesaria para estimar económicamente en forma correcta la sustitución entre bienes a nivel residencial o de usuario final.

Si se considera el número total de clientes residenciales servidos con GN o GC, entre enero de 1998 y octubre del 2001 se registró un crecimiento del 71%, con crecimientos mensuales moderados pero estables (alrededor del 1% mensual). Este crecimiento significó un aumento de cobertura en la provisión de gas por redes (GN o GC). Se estimó la población y el número de hogares *urbanos* por mes para la Región Metropolitana, utilizando proyecciones de población del INE y la relación promedio de personas por hogar observada en 1998. Como resultado, se observa que la cobertura ha aumentado desde un 9% en enero de 1998 a un 15% en octubre del 2001.

En síntesis, en la Región Metropolitana se observa, en primer lugar, que los clientes residenciales han sustituido GC por GN como resultado del proceso de conversión propuesto por la empresa distribuidora. En segundo lugar, el aumento neto de cobertura da cuenta de decisiones de sustitución desde GLP (envasado o a Granel) hacia el GN.

Gráfico 2.



Nota: Clientes GC Gas Valpo marzo-junio 2000 estimados.

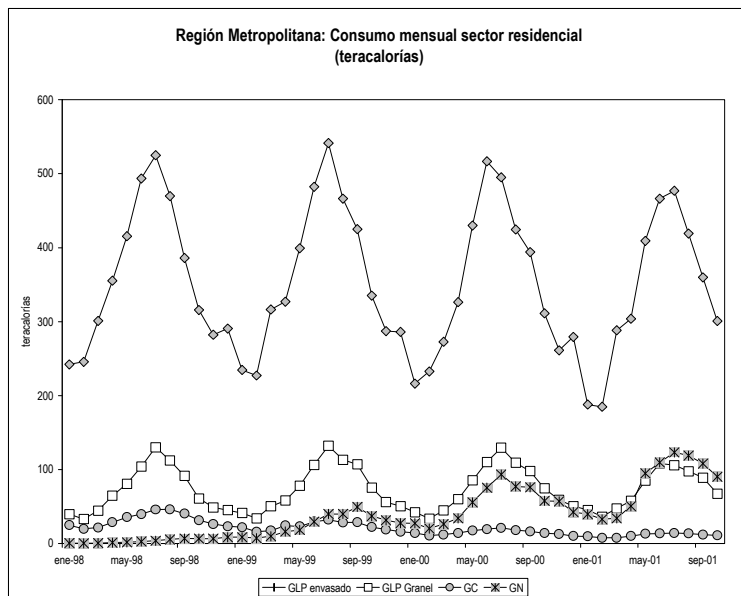
Fuente: Elaboración propia, información mensual de empresas (SEC).

En la Región V la evolución presenta algunas diferencias importantes. La conversión desde GC a GN ha ocurrido mucho más rápido, en parte porque el número de clientes residenciales atendidos por Gas Valpo era mucho menor en valores absolutos (13.675 en enero de 1998). Pero también porque la presencia de otra empresa ofreciendo servicios de GN (Energas) puede haber funcionado como incentivo para que Gas Valpo acelere el proceso de conversión. La disminución mensual de clientes de GC de Gas Valpo se produjo a tasas más altas que en la Región Metropolitana, y en diciembre del 2000 finalizó la provisión del servicio.

En esta región la estructura de la oferta es duopólica y por lo tanto, más competitiva que en la Región Metropolitana. En el agregado, la competencia por captar clientes ha resultado en una importante expansión de la red en el sector residencial. El proceso de expansión se produce con la conversión de todos los clientes de GC al GN y con la incorporación de clientes que consumían GLP.

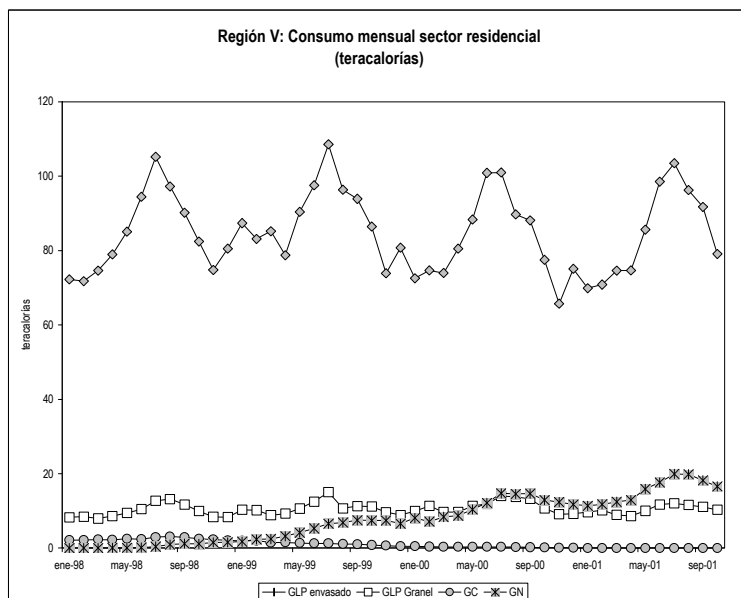
Por otra parte, considerando el consumo residencial de distintos tipos de “gas”, expresados en teracalorías, en ambas regiones se observa que ha habido un proceso de sustitución del GLP envasado en favor del GN (gráficos 3 y 4).

Gráfico 3.



Fuente: Elaboración propia, información mensual de empresas (SEC).

Gráfico 4



Fuente: Elaboración propia, información mensual de empresas (SEC).

Mientras que el consumo de GLP a Granel se mantiene relativamente estable (con peaks estacionales). En el sector residencial el uso del GLP a Granel está más difundido en zonas donde no hay oferta de GN (rurales o urbanas sin cobertura de GN), sin perjuicio de que las empresas que ofrezcan el servicio de GLP a Granel hayan modificado sus estrategias para proteger su mercado.⁷

En síntesis, en el sector residencial de la zona central (Región Metropolitana y Región V), se observan los siguientes hechos:

- i. La incorporación del GN como alternativa energética ha significado un proceso de sustitución *desde* otros energéticos hacia el GN, no verificándose una sustitución desde el GN hacia otros energéticos.
- ii. El consumo de GN por hogar aumentó, primero, por la conversión que realizaron las propias empresas de redes de GC; luego por la sustitución de energéticos para calefacción como el kerosene doméstico y el GLP envasado.
- iii. La competencia en la Región V entre las dos distribuidoras aceleró el proceso de conversión desde el GC hacia el GN y asimismo significó un aumento importante en la cobertura total del gas por redes.
- iv. En el caso de la Región Metropolitana, la conversión desde el GC ha sido relativamente más lenta, pero el tamaño del mercado es mucho mayor, por lo que las inversiones son necesariamente mayores.

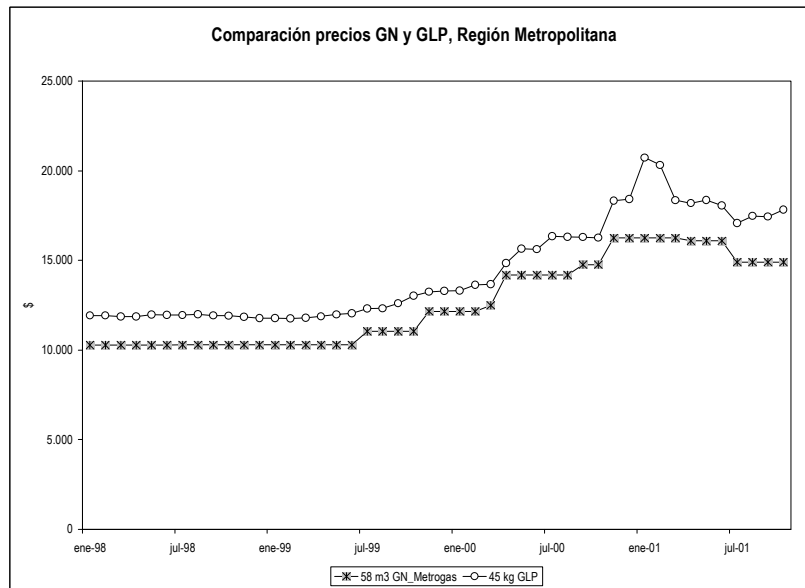
Debido a que interesa en particular el proceso de sustitución entre GN y GLP, se analiza la relación que existe entre sus precios. Debe tenerse en cuenta que el consumo tipo supuesto de GN, 58 m³, equivale en calorías a 45 kg de GLP envasado. Luego, se compara en el tiempo el valor de la factura por 58 m³/mes, sin IVA y el precio del cilindro de 45 kg, sin IVA. Los datos referidos a precios de cilindros de GLP envasado corresponden a datos promedio de una encuesta realizada por el Servicio Nacional del Consumidor, SERNAC.

En la Región Metropolitana, el precio del GLP es mayor que el del GN durante todo el período considerado (gráfico 5). La diferencia máxima se produce en enero 2001, cuando el precio del cilindro de 45 kg de GLP es un 28% mayor que el valor de una factura de 58 m³/mes de GN. La diferencia mínima se produce en abril 2000 (5%); y en promedio, durante el último año disponible (noviembre 2000 – octubre 2001), la diferencia es de 17%. El precio del GLP es un poco más variable. Para el último año disponible, el coeficiente de variación es de 6%, mientras que para el GN es de 4%.

En la Región V (gráfico 6), en cambio, hasta octubre 1999 las diferencias son prácticamente nulas, con meses en los cuales el precio del GLP es inclusive menor que el precio del GN. Durante ese período, en promedio, el precio del cilindro de GLP es mayor que la factura equivalente del GN distribuido por Energas en un 2,1% (desde mayo 1998) y que la del GN distribuido por Gas Valpo en un 1,6% (desde marzo 1998). A partir de noviembre 1999, las diferencias aumentan paulatinamente y en promedio, hasta agosto de 2001, ascienden a 14% y 19% en relación con GN Energas y Gas Valpo, respectivamente.

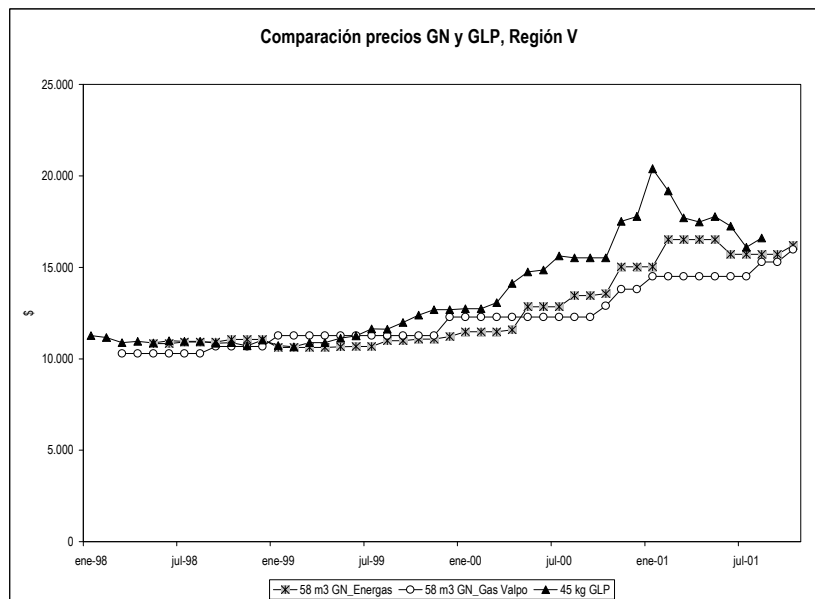
⁷ Dichas estrategias están relacionadas con la captación de clientes a través de contratos de largo plazo.

Gráfico 5.



Fuente: Elaboración propia, información mensual de empresa (SEC)
y precios GLP encuesta SERNAC, a través CNE.

Gráfico 6.



Fuente: Elaboración propia, información mensual empresas
a través SEC y precios GLP encuesta SERNAC, a través CNE.

Sustituibilidad en la Región Metropolitana, sector residencial

A los efectos de aproximar el proceso de sustitución entre distintos tipos de “gas”, se estimaron para la Región Metropolitana modelos de demanda para GN y GLP⁸. No se considera el GC pues su sustitución por GN no constituye estrictamente un proceso de elección. Tampoco se considera el GLP a granel, pues su consumo permanece relativamente estable y se supone que en general corresponde a sectores donde el GN no tiene cobertura.

Las cantidades de GN y GLP envasado utilizadas corresponden a volúmenes consumidos por *hogar*, expresados en teracalorías. El número de hogares con GN corresponde al número de clientes residenciales de Metrogas. El número de hogares que consume GLP envasado se estimó de la siguiente manera:

$$\text{hogares consumo GLP envasado} = \frac{\text{hogares urbanos} \quad \text{clientes residenciales GN}}{\text{Metrogas} \quad \text{clientes residenciales GC Metrogas}}$$

Los precios utilizados corresponden al *precio por 58 m³/mes (valor total factura)* de GN y *precio por cilindro 45 kg* de GLP envasado. Los datos provienen de la información mensual provista por Metrogas, suministrada por la SEC y precios de GLP encuesta SERNAC (CNE). Finalmente se estimó el ingreso promedio por hogar utilizando la información CASEN 1998 y la tasa de crecimiento del índice de remuneraciones (Banco Central).

Los modelos econométricos estimados son los siguientes:

$$\ln Q_{gn,t} = \beta_0 + \beta_1 \Delta(\ln P_{gn,t}) + \beta_2 \Delta(\ln P_{gn,t-1}) + \beta_3 \Delta(\ln P_{glp,t}) + \beta_4 \Delta(\ln P_{glp,t-1}) + \beta_5 \Delta(\ln I_t) + \phi_1 \ln Q_{gn,t-1} + \phi_2 \ln Q_{gn,t-2} + \mu_{gn,t}$$

$$\ln Q_{glp,t} = \beta_6 + \beta_7 \Delta(\ln P_{gn,t}) + \beta_8 \Delta(\ln P_{gn,t-1}) + \beta_9 \Delta(\ln P_{glp,t}) + \beta_{10} \Delta(\ln P_{glp,t-1}) + \beta_{11} \Delta(\ln I_t) + \phi_3 \ln Q_{glp,t-1} + \phi_4 \ln Q_{glp,t-2} + \mu_{glp,t}$$

donde: $\ln Q_{gn,t}$: logaritmo natural del consumo por hogar de GN.

$\ln Q_{glp,t}$: logaritmo natural del consumo por hogar de GLP.

$\Delta(\ln P_{gn,t})$: primera diferencia del logaritmo natural precio GN.

$\Delta(\ln P_{gn,t-1})$: primera diferencia del logaritmo natural precio GN, rezagado.

$\Delta(\ln P_{glp,t})$: primera diferencia del logaritmo natural precio GLP.

$\Delta(\ln P_{glp,t-1})$: primera diferencia del logaritmo natural precio GLP, rezagado.

$\Delta(\ln I_t)$: primera diferencia del logaritmo natural del ingreso por hogar.

β_0 y β_6 : constantes.

β_1 , β_2 , β_9 y β_{10} : elasticidades precio propio.

β_3 , β_4 , β_7 y β_8 : elasticidades cruzadas.

β_5 y β_{11} : elasticidades ingreso.

$\phi_1 \ln Q_{gn,t-1}$ y $\phi_3 \ln Q_{glp,t-1}$: componentes AR(1).

$\phi_2 \ln Q_{gn,t-2}$ y $\phi_4 \ln Q_{glp,t-2}$: componentes AR(2).

$\mu_{gn,t}$ y $\mu_{glp,t}$: perturbaciones aleatorias, supuesto distribución normal (0,1).

Las variables que están expresadas en diferencias corresponden a series integradas de orden 1 (contienen raíces unitarias), según se muestra en la siguiente tabla:

⁸ Es muy importante tener en cuenta las serias limitaciones que impone la información disponible y por ello, los modelos estimados sólo son indicativos. Algunas referencias econométricas para países desarrollados son Chakravorty, Roumasset y Tse (1997), Chambers (1992) y Denton, et. al (2000).

Tabla 1.
Tests de raíces unitarias

Variable	Estadístico ADF	Valor Crítico	Conclusión
ln Qgn	-3,8925	-3,5850 (1%)	Rechaza Ho
ln Qglp	-3,9010	-3,5850 (1%)	Rechaza Ho
ln Pgn	1,6238	-1,6197 (10%)	No Rechaza Ho
$\Delta(\ln Pgn)$	-4,0408	-2,6168 (1%)	Rechaza Ho
ln Pglp	-1,9732	-3,1868 (10%)	No Rechaza Ho
$\Delta(\ln Pglp)$	-4,7570	-4,1837 (1%)	Rechaza Ho
ln I	-2,7028	-3,1868 (10%)	No Rechaza Ho
$\Delta(\ln I)$	-4,5673	-4,1837 (1%)	Rechaza Ho

Ho: Presenta Raíz Unitaria; Ha: No presenta Raíz Unitaria

Fuente: Elaboración propia.

La estimación de los modelos se realizó por separado usando mínimos cuadrados ordinarios. Aunque este procedimiento contiene problemas econométricos, no obstante la estimación de un sistema de demanda requiere contar con datos individuales y variables instrumentales no disponibles (tabla 2).

Tabla 2.

Región Metropolitana: Demanda GN y GLP				
Muestra: 1998:01 2001:10				
Observaciones: 42 en cada caso.				
Estimación: Mínimos Cuadrados Ordinarios.				
Primera Ecuación (GN):				
	Coefficiente	Error Estándar	Estadístico-t	Probabilidad
Constante	-7,8194	0,0863	-90,5908	0,0000
Elasticidad precio	-0,7356	0,4583	-1,6050	0,1177
Elasticidad precio (t-1)	-1,9137	0,6006	-3,1861	0,0031
Elasticidad precio cruzada	0,7559	0,2900	2,6063	0,0135
Elasticidad precio cruzada (t-1)	0,5798	0,4932	1,1755	0,2480
Elasticidad ingreso	10,7499	3,7854	2,8398	0,0076
AR(1)	1,4023	0,0985	14,2344	0,0000
AR(2)	-0,6787	0,1097	-6,1888	0,0000
R-cuadrado	0,8431	Estadístico DW:	2,4229	
R-cuadrado ajustado	0,8108			
Segunda Ecuación (GLP):				
Constante	-8,2899	0,0708	-117,0387	0,0000
Elasticidad precio cruzada	0,8580	0,4915	1,7458	0,0899
Elasticidad precio cruzada (t-1)	0,7718	0,6059	1,2738	0,2114
Elasticidad precio	-1,7568	0,4836	-3,6330	0,0009
Elasticidad precio (t-1)	-0,9336	0,5139	-1,8168	0,0781
Elasticidad ingreso	3,8104	3,2851	1,1599	0,2541
AR(1)	1,3754	0,1135	12,1152	0,0000
AR(2)	-0,6833	0,1300	-5,2576	0,0000
R-cuadrado	0,8216	Estadístico DW:	2,5614	
R-cuadrado ajustado	0,7848			
Fuente: Elaboración propia.				

Los resultados sugieren el siguiente comportamiento de las demandas por gas (natural y licuado derivado del petróleo) del sector residencial en la Región Metropolitana:

- i. La demanda de GN de cada hogar depende negativamente del precio del GN *rezagado* en un período, con una elasticidad estimada de $-1,91$ y positivamente del ingreso mensual, con una elasticidad estimada de $10,74$.
- ii. Esta demanda se relaciona positivamente con el precio del GLP, y la elasticidad cruzada es de $0,75$.
- iii. La demanda por GLP depende negativamente del precio del GLP y la elasticidad es de $-1,75$. Con respecto al precio del GN (actual y rezagado), es significativo al $8,9\%$ la relación con el precio actual, y la elasticidad cruzada es de $0,85$. La elasticidad ingreso, aunque con el signo esperado, es estadísticamente igual a cero (significativa al $25,4\%$).

En síntesis, la evidencia indica que existe sustitución entre GLP y GN, pues las elasticidades cruzadas son positivas y estadísticamente significativas. Esto se refuerza con el hecho de que las elasticidades precio son en valores absolutos mayores que 1. Luego, ambas demandas son “elásticas”. Este resultado es consistente con la literatura, ya que si un bien tiene sustitutos cercanos, cabe esperar que su curva de demanda sea muy sensible a variaciones de su precio; lo contrario si no tuviese sustitutos cercanos (Varian, 1992).

En el caso de la Región V los procesos de decisión son más complejos. Un consumidor elige entre distintos tipos de “gas” y, además, cuando elige GN puede elegir entre distintas empresas. La alta correlación entre precios de GN de las dos distribuidoras y la falta de variables instrumentales adecuadas no permite estimar un modelo que sea más robusto.

Mercados de distribución de GLP envasado, sector residencial

Como se mencionó, además del argumento de sustitución, la política de precios no regulados en teoría se sustentaría si los mercados de los sustitutos son competitivos. Se muestra que esto no es así. El análisis del grado de competencia del mercado de GLP excede el alcance de este trabajo, sin embargo, hay elementos muy importantes que deben considerarse:

- i. La distribución de GLP en la Región Metropolitana es un mercado oligopólico. Teniendo en cuenta las relaciones patrimoniales entre empresas, hay tres firmas distribuidoras: Abastible (Copec), Gasco (CGE) y grupo Lipigas (Codigas, Agrogas, Lipigas, Enagas y Andigas). Entre noviembre 2000 y octubre 2001, Abastible concentró el 36% y el 30% de las ventas de GLP envasado y a Granel, respectivamente; Gasco el 45% y el 39% y el grupo Codigas, el 19% y 31% .
- ii. Lo mismo sucede con la distribución de GLP en la Región V. Las mismas empresas se distribuyen el mercado, aunque en este caso, el grupo Lipigas es líder tanto en GLP envasado como a Granel. La participación de este grupo es del 66% y 64% en envasado y a Granel, respectivamente. Gasco y Abastible se reparten en partes iguales el resto.

Relación entre el precio del GLP envasado y el precio del petróleo crudo⁹

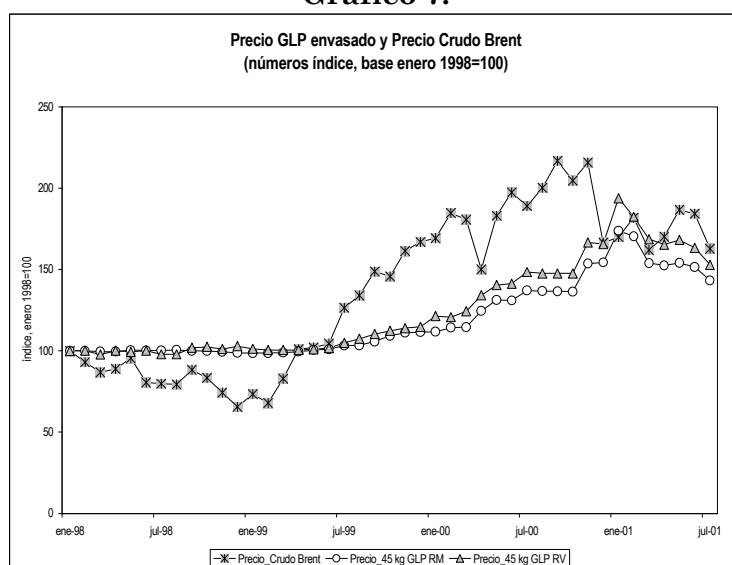
El GLP envasado es un derivado del petróleo crudo. El precio del petróleo crudo se determina en mercados internacionales. Aunque la oferta mundial de crudo tiene una estructura no competitiva, la posición de ENAP (productor nacional) es precio-aceptante. Luego, un argumento que suele esgrimirse es que, independientemente de la estructura no

⁹ Véase Green y Mork (1991) y Jones (1996).

competitiva del sector de distribución del GLP, si el precio del GLP está *altamente* correlacionado con el precio del crudo, es posible que la relación funcione como disciplinante del precio del GLP.

Pero ello no tiene por qué ser así; esa es una condición necesaria pero jamás suficiente. Aún cuando el precio del GLP esté correlacionado con el precio del crudo, esto no impide a las empresas de GLP fijar un nivel de precio oligopólico y que las *variaciones* de dicho precio “sigan” a las variaciones del precio del crudo. Bastaría con fijar un margen constante sobre costos para que un monopolio goce de sus rentas y “muestre” correlaciones perfectas entre su precio (GLP) y el del crudo. Según se aprecia en el gráfico 7, ambos precios tienen tendencias similares, aunque la variabilidad del precio del crudo es mucho mayor. Los coeficientes de variabilidad son de 35%, 19% y 22% para precios de crudo, GLP Región Metropolitana y GLP Región V, respectivamente.

Gráfico 7.



Fuente: Elaboración propia, información provista por CNE.

El coeficiente de correlación entre crudo y cualquiera de los dos precios de GLP es alto, 0,78 y 0,80, respectivamente. No obstante, como las tres series son integradas de orden 1, la correlación que se encuentra puede ser espuria. El coeficiente de correlación entre series diferenciadas es del orden de 0,20. Esto último significa que en el corto plazo las variaciones del precio del GLP no corresponden a variaciones en el precio del petróleo.

Conclusiones sobre el supuesto de sustituibilidad en el sector residencial

La evidencia sugiere que en el sector residencial, el GN y el GLP son sustitutos cercanos desde el punto de vista del consumidor. No obstante, los mercados de distribución de GLP no tienen una estructura competitiva, sino oligopólica, con lo cual no se constituyen en disciplinadores de los precios del GN. Se barre de esta forma con el primer supuesto que sostiene la política de precios libres en los mercados de GN.

En la Región Metropolitana, adicionalmente, la distribución de GN es monopólica y existe integración patrimonial entre las empresas que participan en ambos mercados. La evolución comparada de los precios da cuenta de esta situación: el precio del GN se mantiene

sistemáticamente por debajo del precio del GLP. Luego, esta política de precios no es compatible con el patrón de sustituibilidad, pues en el límite los precios de bienes perfectamente sustitutos deben converger.

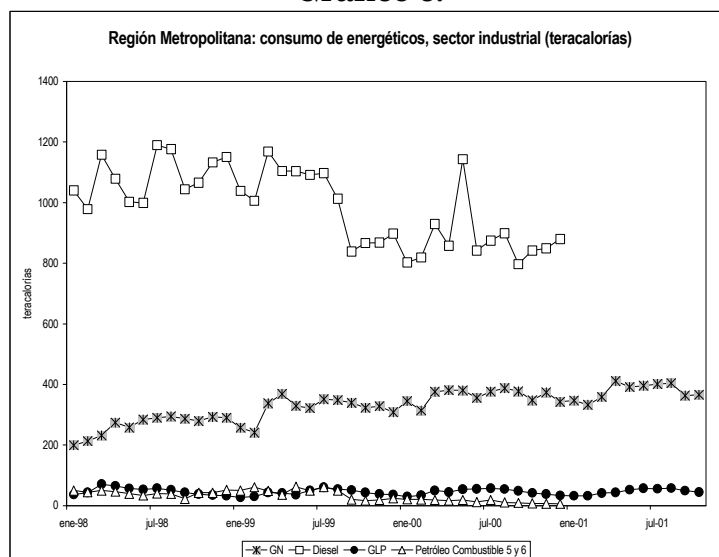
En la Región V, aunque no se ha podido estimar el grado de sustituibilidad, la evolución comparada de los precios es hasta cierto punto consistente con un patrón de sustitución, combinado con un mayor grado de competencia. En efecto, aunque en el mercado de distribución de GLP la estructura está mucho más concentrada que en la Región Metropolitana, la presencia de dos empresas compitiendo en el sector de distribución de GN le otorga un mayor grado de competencia al sector agregado GN y GLP.

3.2 *Energéticos Sustitutos en el Consumo del Sector Industrial*¹⁰

El análisis del sector industrial es mucho más limitado por el tipo de información disponible. La introducción del GN en el sector claramente significó un proceso de sustitución *hacia* el GN desde otros energéticos. Sin embargo, en este sector la sustitución se realiza con otros energéticos distintos del GLP. A modo indicativo, en los gráficos 8 y 9 se muestra el consumo en tercalorías de GN, GLP (envasado y a granel), Diesel y Petróleos Combustibles N° 5 y N° 6 en regiones Metropolitana y V.

Los datos de consumo de Diesel y de Petróleos Combustibles corresponden al total, por lo tanto incluyen todos los sectores. Esto es especialmente relevante porque el Diesel se destina a la generación eléctrica. La información disponible abarca justamente un período de gran sequía, es por ello que en la Región V no es evidente la disminución del consumo de Diesel. Los datos de consumo de GN sólo incluyen industrias y ENAMI en la Región V. No se consideran las refinerías de ENAP ni las generadoras eléctricas.

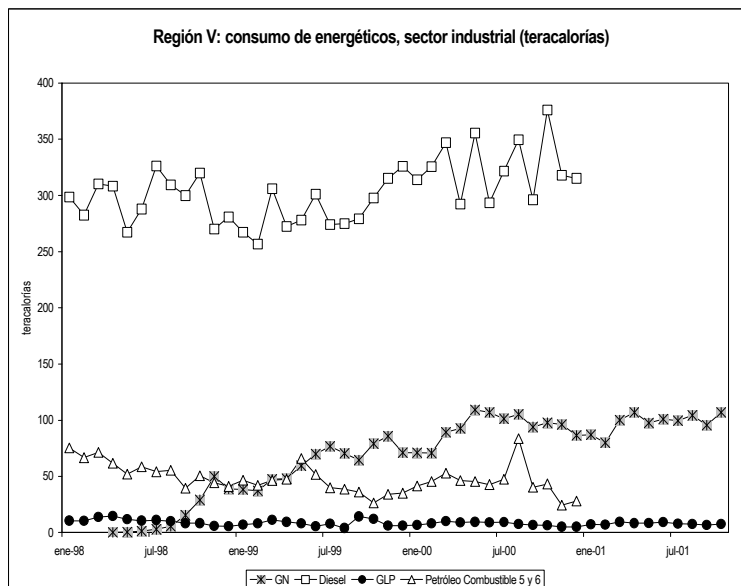
Gráfico 8.



Fuente: Elaboración propia, información mensual empresas GN y GLP, a través SEC; series consumos combustibles publicados por SEC.

¹⁰ Estudios empíricos realizados en diversos países utilizan información que por lo nuevo de los mercados de GN en Chile no se pueden replicar (falta de series de datos más largas). Algunas referencias son Bairam (1991), Doms (1993) y Sterner (1989).

Gráfico 9.



Fuente: Elaboración propia, información mensual empresas GN y GLP (SEC); series consumos combustibles publicados por SEC.

En la Región Metropolitana se observa sustitución de Diesel y Petróleos Combustibles por GN. En relación con el GLP (en su mayor parte a Granel), no se observa un patrón de sustitución. Posiblemente se trate de consumos de industrias fuera de la zona de las redes de GN. En la Región V, la información disponible no permite determinar sustitución de Diesel por GN, aunque sí de Petróleos Combustibles por GN.

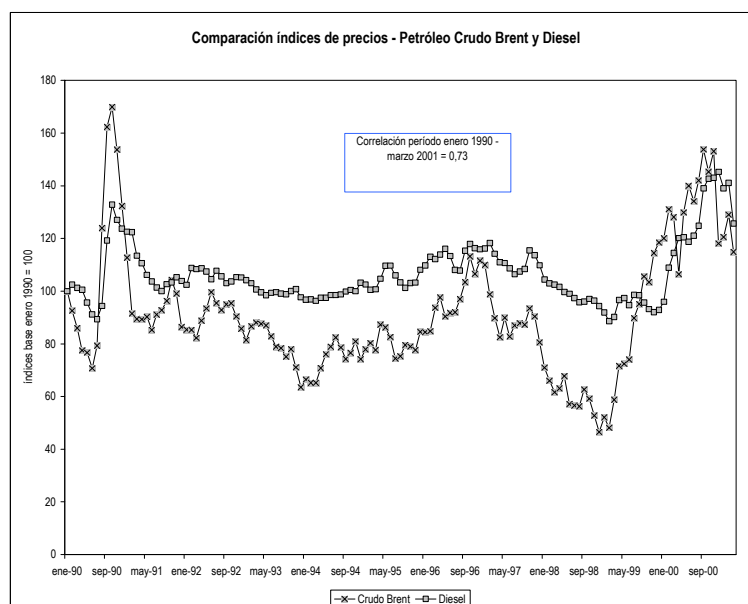
La estructura de mercado de los combustibles líquidos sustitutos (Diesel, Petróleos Combustibles) está concentrada. Aunque gran parte del petróleo crudo se importe, el 100% de la producción de combustibles derivados es hecha por ENAP¹¹. En la distribución y venta de combustibles líquidos a nivel mayorista participan Copec, Shell y Esso y, con menores proporciones, Texaco, YPF-Repsol y ENAP. A pesar de esta alta concentración, no hay evidencia de abuso de poder de mercado en la distribución de combustibles líquidos; sí la hay en la distribución de GLP.

Por ser un derivado, los precios del Diesel están altamente correlacionados con los precios del crudo. Entre enero de 1990 y marzo del 2001, el coeficiente de correlación fue de 0,73 (ver gráfico 10).

Nuevamente cabe considerar los dos inconvenientes que plantea la correlación: i) indica igual sentido en la variabilidad y no determina el nivel de precios y ii) la correlación en el corto plazo puede ser espuria porque las series están integradas. La correlación de las series en diferencias es de 0,41. Esto indica que en el corto plazo existe correlación entre estos precios mayor que la equivalente entre precio de crudo y GLP.

¹¹ Fuente: Informe Estadístico, 2000, SEC.

Gráfico 10.



Nota: Índice precio diesel = precio u\$/litro. Índice precio Crudo = precio u\$/bbl.
Fuente: Elaboración propia, información suministrada por CNE.

Para comparar con precios del GN en el sector industrial, se calculan consumos equivalentes. Un consumo de 50.000 m³ de GN equivale (aproximadamente) a 48.689 litros de Diesel (en términos de teracalorías).

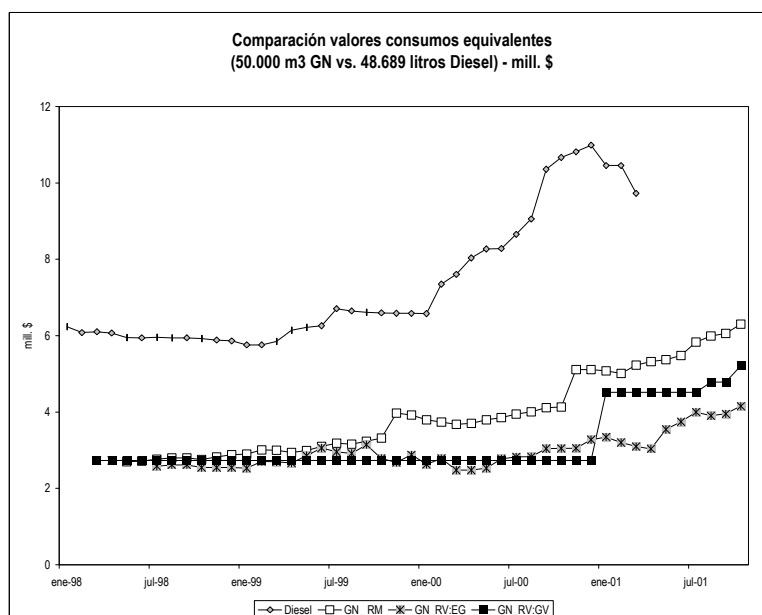
Luego, en el gráfico 11 se comparan los valores para dichos consumos equivalentes, encontrándose que para todo el período los precios de Diesel son mayores que los del GN¹².

En resumen, respecto del supuesto de sustituibilidad en el sector industrial:

- i. Aunque no es posible estimar el grado de sustituibilidad entre energéticos por falta de información clave, a través de la evolución de los consumos se evidencia cierto proceso de sustitución en favor del GN.
- ii. La producción de combustibles líquidos es realizada en un 100% por ENAP; el abastecimiento y los poliductos están integrados aguas arriba y aguas abajo. La distribución tiene también una estructura concentrada pero de aparente poco poder de mercado.
- iii. El que no esté estipulado el acceso abierto para las redes de distribución de GN no permite en la práctica a los grandes clientes realizar *by pass comercial*, mecanismo que coadyuva a disciplinar los precios.
- iv. Por todo lo anterior, si bien no se puede concluir respecto del cumplimiento del primer supuesto que sustenta la política de precios no regulados, al analizar las implicancias de esta política, se puede concluir que, a diferencia de lo que sucede a nivel residencial, el mercado de GN para el sector industrial presenta señales de mayor competencia, especialmente en la Región V.

¹² Cabe aclarar que no se dispone de información sobre precio de Diesel según cantidad total negociada. Es probable que el precio por litro disminuya para cantidades mayores.

Gráfico 11.



Fuente: Elaboración propia, información mensual de empresas GN (SEC) y precios diesel CNE.

4. Evaluación de la Eficiencia de la Política de Precios Libres en los Mercados de Gas Natural Chilenos

En esta sección se analizan los restantes supuestos que sostienen la política de precios libres del GN en Chile. Se muestra que lejos de entregar sustento a este diseño liberal de la industria, los supuestos son fácilmente rebatibles a la luz de información pública y fácilmente auditable.

4.1 Costos de Suministro del GN y Eficiencia Productiva

El segundo supuesto que sustenta la política de precios no regulados establece que los costos de suministro del GN al cliente final son elevados y por tanto, las empresas de GN deben ser eficientes para competir con los energéticos sustitutos. Se tiene, entonces, que todo empresario racional maximiza beneficios y, sea monopolio o no, si su precio está amarrado a sus costos reales, buscará ser eficiente en la producción. Más aún, si su precio es libre, entonces si tiene poder de mercado abusará de dicha condición.

Cabe aclarar, que este supuesto se analiza considerando el concepto de eficiencia productiva: *la producción del servicio a un costo mínimo*¹³. Entendida de este modo, la eficiencia no es privativa de estructuras de mercados competitivas. Desde el punto de vista teórico, un monopolio es en general eficiente productivamente (minimiza costos).

¹³ Existen otros conceptos de “eficiencia”. Por ejemplo, el de eficiencia asignativa. La eficiencia en la asignación de recursos es alcanzada en mercados con estructura competitiva, o bien con monopolios perfectamente discriminadores de precios. Esta eficiencia consiste, justamente, en producir la cantidad de competencia perfecta. Su relación con la estructura de costos de una firma es sólo indirecta.

No obstante, con una estructura monopólica, la ineficiencia productiva es *posible* si se da una suerte de ineficiencia-x (las rentas monopólicas financian la “grasa”; o bien, el monopolista dilapida recursos en influencias para mantener su posición en el mercado). Sólo este tipo de ineficiencias debiese reducirse con el fin de hacer del GN un energético competitivo con sus sustitutos.

Con una estructura oligopólica, el margen para ser ineficiente es menor, siempre y cuando esto no signifique fijar precios por encima de los competidores. En este caso, desde el punto de vista de la firma individual, si fija sus precios por encima de los precios de los otros participantes, corre el riesgo de perder parcial o totalmente su porción de mercado.

Ahora bien, cuando la estructura del mercado es competitiva, la firma debe ser sí o sí eficiente, pues de lo contrario en el largo plazo se verá obligada a salir del mercado. Cuando un bien o servicio tiene sustitutos cercanos, la posibilidad de sustitución determina que los precios sean determinados por condiciones de no arbitraje. En el límite los precios de bienes sustitutos tienden a ser iguales. En otras palabras, los mercados de bienes sustitutos cercanos pueden ser analizados como “un” mercado con productos levemente diferenciados.

Si la estructura de los mercados de los sustitutos cercanos es competitiva, el precio del bien o servicio tiende a ser un precio de competencia, aún cuando la estructura de su mercado no sea competitiva. Luego, bajo estos supuestos, la firma que opera en el mercado del bien o servicio *debe sí o sí ser eficiente*.

En el sector residencial, el GN y el GLP son sustitutos cercanos. Luego, *si* el mercado de GLP tiene estructura competitiva, las empresas de GN *deben* ser eficientes, pues de lo contrario, en el largo plazo deberían salir del mercado de distribución de “gas” (GN más GLP). Adicionalmente, si los costos de suministro del GN son elevados, la necesidad de ser eficiente es mayor.

La evidencia sugiere que los mercados de GLP no tienen una estructura competitiva, luego parte de este supuesto no se cumple. No obstante, es necesario reiterar que aún cuando no tengan la necesidad de ser eficientes (*sí o sí*), no hay razón económica para suponer que las empresas de GN no lo sean. Aún cuando tengan cierto margen para ser ineficientes, dicho comportamiento sería inconsistente con la conducta económica típica de maximización de beneficios.

4.2 Precios de los Sustitutos, Rentas Monopólicas y Subsidios Cruzados

El tercer supuesto está relacionado con la posibilidad de obtener rentas monopólicas y realizar subsidios cruzados entre distintos segmentos de clientes. Se asume que los precios de los sustitutos en los distintos segmentos de consumo son tales que impiden a las empresas obtener rentas monopólicas en general; o en un segmento para solventar el costo de proveer el servicio a otro segmento de la industria.

Desde el punto de vista del oferente de GN, los servicios de GN para diferentes segmentos de consumidores pueden ser analizados como “productos” distintos. Principalmente porque los sustitutos cercanos no son los mismos si se trata del GN para sector residencial o si se trata del GN para el sector industrial. Luego, si en algún segmento pudiera obtener rentas monopólicas, porque los precios de los sustitutos se lo permiten, eventualmente podría subsidiar a otro segmento, de tal manera de poder competir en condiciones ventajosas.

Si los precios de los principales sustitutos en cada uno de los segmentos de consumo se mantienen relativamente cercanos a los precios de competencia, el margen para obtener rentas monopólicas es mínimo y por lo tanto no es posible realizar subsidios cruzados.

De acuerdo con la evidencia presentada, cabe distinguir entre la situación del mercado de GN de la Región Metropolitana y el de la Región V. El análisis se efectúa considerando los sectores residencial e industrial, con sustitutos cercanos GLP y Diesel, respectivamente.

En la Región Metropolitana, los precios de los sustitutos en ambos segmentos, residencial e industrial, son mayores que los precios de GN, con diferencias significativas. Luego, las siguientes estrategias son posibles:

- i. Si los precios de GLP y Diesel son de competencia, el hecho de que los precios del GN sean menores significa que la estructura de costos de distribución de GN lo soporta o bien que ambos segmentos están siendo subsidiados por otros segmentos no analizados aquí. Por ejemplo, podrían existir subsidios cruzados desde el segmento de generación eléctrica. Debido a que en generación eléctrica el principal sustituto del GN es el Diesel, basta con que el precio del GN de generación eléctrica se fije entre el precio de GN para sector residencial o industrial y el precio de Diesel; así esta estrategia genera subsidios cruzados entre mercados de GN sin ser inhibida por sus sustitutos.
- ii. Si los precios de GLP y Diesel no son precios de competencia, la distribuidora de GN podría obtener rentas monopólicas aún fijando precios inferiores (menor que el precio del sustituto, pero mayor que su costo marginal). Esta es una ventaja de costo absoluta y sólo sostenible en el tiempo debido a las importantes inversiones hundidas que esta actividad significa.

En el segmento industrial, la diferencia entre el precio de Diesel y de GN es mayor que la que existe para el mismo segmento en la Región Metropolitana. Debido a que se ha utilizado la misma serie de precios de Diesel, la diferencia mayor se explica por precios de GN menores.

Según estos antecedentes, las siguientes estrategias son posibles:

- i. Si el mercado de GLP en la Región V es competitivo, los precios de GN en el sector residencial no dejan demasiado margen para realizar subsidios cruzados (siempre y cuando las estructuras de costos sean similares). En el segmento industrial, el precio del sustituto (Diesel) es mayor. Las distribuidoras de GN mantienen, no obstante, sus precios de GN relativamente bajos (pudiendo aumentar el margen) debido a la competencia que existe entre ambas distribuidoras.
- ii. Si el mercado de GLP no es competitivo, los precios de GN en el sector residencial permiten obtener rentas monopólicas que subsidiarían el precio del GN en el sector industrial.

4.3 Correlación entre Precio de GN y Precio de Petróleo Crudo

La Tabla 3 muestra las correlaciones entre los precios de GN (P_{cuenca_t}) en cuatro provincias argentinas y en la Cuenca Magallanes (Chile) y los precios del petróleo crudo (P_{brent_t}). Se observa que, en niveles las correlaciones son altas para Magallanes y Santa Cruz; y sólo medias para Neuquén y Salta. Sin embargo, en el corto plazo, estas correlaciones son espurias pues todas las series son integradas de orden uno. Las correlaciones para series en diferencias caen fuertemente. Allí sólo Neuquén y Salta tendrían coeficientes menores de 1/3.

Tabla 3.
Correlación entre precio del crudo y precios de cuenca GN

Coefficiente Correlación	Cuenca Magallanes	Neuquén (cuenca neuquina)	Salta (cuenca noroeste)	Sta. Cruz (cuenca austral)	T.del Fuego (cuenca austral)
$\rho(P_{\text{Brent}_t}, P_{\text{Cuenca}_t})$	0,79	0,52	0,43	0,79	0,25
$\rho(\Delta P_{\text{Brent}_t}, \Delta P_{\text{Cuenca}_t})$	0,20	0,28	0,27	0,19	0,03

Notas: $\rho(P_{\text{Brent}_t}, P_{\text{Cuenca}_t})$ = coeficiente correlación entre precio del crudo Brent y el precio de cuenca.
 $\rho(\Delta P_{\text{Brent}_t}, \Delta P_{\text{Cuenca}_t})$ = coeficiente correlación entre el precio del crudo Brent diferenciado un período y el precio de cuenca diferenciado un período.
 Los precios de cuenca en Argentina corresponden a los precios calculados para la liquidación de regalías por provincia productora. Luego, son promedios de precios de pozos en cada provincia.
 Fuente: Elaboración propia.

A partir de esos datos, se puede concluir lo que la teoría ya nos decía, el precio internacional del crudo prácticamente no tiene incidencia sobre los precios de GN; son mercados completamente separados y a lo más podemos observar correlación en el largo plazo.

En suma, el precio del crudo no es un mecanismo de mercado disciplinador de eventuales abusos de poder de mercado en la industrial del gas natural, ya que en el corto plazo no tienen una relación cercana (no son sustitutos cercanos).

4.4 Barreras a la Entrada y a la Salida del Mercado de GN

Supone el modelo de competencia disciplinadora de los sustitutos en un mercado no competitivo que el consumidor es libre de optar por el recurso energético que más le acomode. Entonces, si no existen barreras para entrar ni para salir del mercado de GN, tanto a nivel de productores como de los consumidores finales, no habrá abuso de poder de mercado.

Obviamente, este mercado está lleno de contraejemplos a la premisa de no existencia de barreras a la entrada a la industria (tema capital si se presume mercados competitivos); e incluso hay contraejemplos al supuesto de que no hay barreras a la salida del mercado de GN por parte de los clientes finales.

Barreras a la entrada a la industria¹⁴

En primer lugar, el simple hecho que la distribución y el transporte de gas natural conlleven enormes inversiones de carácter hundido genera automáticamente una barrera a la entrada a la industria de GN. Una vez que una empresa construye una red capaz de abastecer parte importante del mercado, hace no rentable cualquier estrategia de mercado que signifique la entrada de un potencial rival en ese negocio, pues hace creíble que si el tipo de competencia

¹⁴ Aspectos teóricos relacionados a las ventajas de acceso y abierto y la eliminación de barreras a la entrada en industrias de redes son Kleit (1998), Laffont y Tirole (1998) y Valletti y Estache (1998).

es à la Bertrand, entonces el entrante jamás recuperará sus inversiones¹⁵. Se concluye que sólo hay espacios para la entrada si el *incumbent* no tiene una cobertura lo suficientemente grande como para hacer creíble que si se produce una entrada, pre dará a la empresa entrante. Esto último sucedió, probablemente, en la Región V, en donde Gas Valpo había dejado un espacio de mercado lo suficientemente atractivo como para inducir a Energas a entrar en esos mercados.

Una segunda arista en esto de hundir inversiones tiene que ver con que para el *incumbent* el servicio de transporte o distribución de GN no depende de sus inversiones (ya fueron “hundidas”), mientras que para el potencial entrante que aún no construye la red estos costos pasan a ser fijos y, por lo tanto, influyen en el costo del servicio. De hecho, la literatura llama a este comportamiento de hundir inversiones como barreras a la entrada estratégicas¹⁶. Los mercados de transporte y distribución de GN dan espacios para crear este tipo de barreras a la entrada.

Una tercera barrera a la entrada tiene que ver con que la entrada a la industria está fuertemente condicionada a las estructuras verticales en la propiedad. En particular, si el mercado de la Región V (que es un 1/4 del de la Región Metropolitana) dio espacios para la entrada – con innegables beneficios a los consumidores residenciales en términos de menores precios (Fosco y Saavedra, 2003b) – un interrogante es por qué esta estrategia no fue seguida para Santiago. Una explicación es que al ser Metrogas, el *incumbent* en distribución, quien le transportara el gas, cualquier potencial entrante castigaría sus inversiones exigiendo mayores tasas de retorno a sus proyectos debido al mayor riesgo de ser discriminado (Fosco y Saavedra, 2003a).

Una cuarta barrera a la entrada son los contratos de largo plazo. La literatura de teoría de contratos establece que la competencia por el mercado típicamente se da en las *open seasons*; luego de ello, la tenencia de contratos de largo plazo por parte del *incumbent* es tal que deja muy poco espacio de mercado para que otros inversionistas entren secuencialmente (Aghion y Bolton, 1988).

Por último, la carencia de interconexión de redes es obviamente una gran barrera a la entrada y la competencia en estas industrias. Si la incipiente competencia en la Región V ha reducido los precios comparados al mercado de la Región Metropolitana en que hay mayores economías de escala, entonces por qué no ayudar aún más al desarrollo y competencia del mercado a través de la llegada de, por ejemplo, Gas Pacífico hacia el centro del país. Sin embargo, no basta con ello. Las barreras a la entrada efectivamente se reducirían si estas redes estuviesen físicamente interconectadas (Fosco y Saavedra, 2003a).

Barreras a la salida de los consumidores finales

Muchas veces los consumidores son libres de acceder a alternativas y, dada su holgura o estrechez de liquidez junto a sus preferencias, eligen la opción preferida. Esto no es siempre así, sin embargo. En particular, dentro de la amplia gama de barreras a la salida posibles, una

¹⁵ Acerca de la teoría de los mercados disputables y sus “falencias”, véase Schwartz (1986).

¹⁶ En particular, véase el modelo de Dixit (1980). En dicho modelo la competencia ex-post es a la Cournot y, dependiendo de los parámetros relevantes del mercado (demanda y costos, básicamente), podría darse casos en que el *incumbent* impide la entrada, evita la entrada, o bien diversos tipos de acomodo a la entrada ocurren. Esto último es otra explicación a la entrada en la Región V.

de las más importantes en esta industria son los costos de cambio que enfrenta el cliente final¹⁷.

El cliente enfrenta un costo de cambio cuando consumiendo un determinado bien, no le es gratis cambiarse hacia un bien sustituto. Dependiendo de cuán profundo sea el costo de cambio, será así también el poder de mercado de la empresa que produce el bien. Cuando esto ocurre, las empresas estratégicamente y en un contexto dinámico eligen su estructura de precios; esto podría explicar por qué cuando un cliente nuevo llega a consumir un determinado producto, recibe el bien a un precio “bajo”; mientras que cuando ya está cautivo, entonces su precio comienza a crecer.

La estrategia seguida en el mercado de distribución de GN fue convertir a todos aquellos clientes que tenían gas ciudad GC en un cierto vecindario elegido. Se les cambió el insumo a un costo bajo (a veces gratis) pero después la empresa dejó de producir GC. Se sigue que, en estricto rigor, hoy los usuarios que consumen GN tienen un costo de cambio infinito si desean volver a consumir GC. Así, la única opción es consumir GLP envasado, producto que es más caro en general e impone más costos al usuario en su adquisición que el GN (por de pronto, riesgo de quedar sin gas, costo de los balones, costo de nuevos quemadores, etc.). En consecuencia, la estrategia de las empresas distribuidoras les garantiza una cierta “lealtad” por el hecho que el cambio para el cliente tiene costos. Esta barrera para cambiar de energético genera poder de mercado a la empresa y como los precios no están regulados, entonces genera rentas monopólicas u oligopólicas a las distribuidoras.

5. Conclusiones

En este trabajo se llega a la conclusión que ninguna de las condiciones que cumplen con la política de precios no regulados se observa en la práctica en Chile, poniendo en duda, por lo tanto, la legitimidad de esta política para el sector. Basados principalmente en los artículos compañeros a este (en particular, Fosco y Saavedra, 2003a y 2003b), se debe destacar que:

- i. La evidencia sugiere que el GN tiene sustitutos cercanos para los clientes (GLP en consumidores residenciales y diesel en clientes industriales); sin embargo, estos sustitutos no operan en industrias competitivas sino en oligopólicas, con lo cual no se constituyen en disciplinadores de los precios del GN. Este problema es más importante a nivel del mercado residencial debido a que los márgenes (poder de mercado) en GLP son mayores que los observados en diesel y combustibles líquidos en general. En la Región V, la presencia de dos empresas compitiendo en distribución de ambos energéticos le otorga un mayor grado de competencia a la industria de gas agregada.
- ii. El segundo supuesto que sustenta la política de precios no regulados establece que los costos de suministro del GN al cliente final son elevados y por tanto, las empresas de GN deben ser eficientes para competir con los energéticos sustitutos.

Este supuesto es “poco” económico, ya que aún cuando no tuviesen la necesidad de ser eficientes, no hay razón económica para suponer que las empresas de GN no lo sean. Aún cuando las distribuidoras de GN tengan cierto margen para ser ineficientes, dicho

¹⁷ Véase Farrel y Shapiro (1988), Klemperer (1987), Nilssen (1992) y Shaffer y Zhang (2000) para más detalles acerca de costos de cambio como barreras a la salida. Otros ejemplos de barreras a la salida de un consumidor – que no aplican a este caso – tienen que ver con los beneficios de quedarse, como por ejemplo, *brand loyalties*, adicción, etc.

comportamiento sería inconsistente con la conducta económica típica de maximización de beneficios. El único tipo de ineficiencia posible sería el ocupar las rentas monopolísticas u oligopólicas en actividades de cabildeo destinadas a sostener el *status quo*; no obstante, por sus relaciones patrimoniales con las empresas de GLP, tampoco tienen las distribuidoras de GN incentivos a reducir este tipo de ineficiencias.

- iii. El tercer supuesto establece la imposibilidad de realizar subsidios cruzados entre los distintos segmentos de clientes. Claramente ello no es así porque, nuevamente, la estructura monopolística u oligopólica en la industria completa genera espacio para estas prácticas. En particular, como el mercado de GLP es menos competitivo que el de combustibles líquidos, uno esperaría mayores rentas para el distribuidor de GN en el mercado residencial que en el industrial y, por lo tanto, se sostendría una política de subsidios cruzados desde el primer mercado hacia el segundo. Se puede decir que al menos la evidencia empírica es consistente con esta estrategia.
- iv. El cuarto supuesto establece el efecto disciplinador del precio internacional del crudo. Ni la teoría ni la evidencia es consistente con esa premisa ya que el precio internacional del crudo prácticamente no tiene incidencia sobre los precios de GN; son mercados completamente separados y a lo más se observa correlación espúrea entre el precio del crudo y el del GN en el largo plazo.
- v. Finalmente, se presupone que no hay barreras ni a la entrada a la industria ni a la salida en el consumo del GN. En cuanto a lo primero, hay una serie de razones para argumentar que si hay barreras a la entrada a la industria, tales como los enormes costos hundidos en las redes de transporte y distribución, ventajas de “primera movida” o precompromiso estratégico, estructuras verticales en la propiedad, contratos de largo plazo ya tomados por los *incumbent*, bajo nivel de interconexión intra-red y nula interconexión entre sistemas de transporte.

En cuanto a las barreras a la salida de los clientes de GN, la estrategia seguida por las distribuidoras es imponer un alto costo de cambio a sus clientes, ya que paulatina y sistemáticamente se ha reducido o completamente eliminado el abastecimiento de gas ciudad y, como es fácil ver, hay un elevado costo de cambiarse a GLP envasado (monetario para sectores de bajos ingresos y en tiempo para los sectores más acomodados).

Si bien la regulación del sector establece que las empresas concesionarias de transporte y de distribución de GN tienen libertad para fijar sus precios (en el caso del transporte rige además la obligación de *acceso abierto*) y que el único requisito es no discriminar entre clientes con características y consumos similares, existen ámbitos en los que es posible discriminar:

- i. Las empresas de transporte pueden firmar contratos privados con distribuidoras o grandes usuarios y las distribuidoras, a su vez, con las grandes industrias, comercios o generadoras eléctricas. Sin embargo, los contratos no son observables por la autoridad reguladora y, en consecuencia, no se eliminan los incentivos para discriminar en precio a los clientes del transportista.
- ii. La distribución no está separada de la comercialización y no rige el acceso abierto para las redes físicas de distribución. Eventualmente, la empresa distribuidora puede discriminar entre sus clientes y terceros que sólo utilicen la red de distribución para transporte. Inclusive puede rehusarse a transportar por cuenta de terceros.
- iii. En rigor, una comercializadora no tiene obligación de publicar sus precios y tarifas, pues no tiene concesión de servicio público de distribución. Luego, en este caso, podría perfectamente discriminar entre clientes de iguales características.

Referencias Bibliográficas

- Aghion, P. y P. Bolton (1987), "Contracts as a Barrier to Entry", *American Economic Review* 77: 388-401.
- Bairam, E. (1991), "Elasticity of Substitution, Technical Progress and Returns to Scale in Branches of Soviet Industry: A New CES Production Function Approach", *Journal of Applied Econometrics*, V. 6, N° 1, 45-66.
- Comisión Nacional de Energía (CNE) (1999), *El Sector Hidrocarburos en Chile*.
- Comisión Nacional de Energía (CNE) (2001), "Análisis del precio al público del Gas Natural", mimeo.
- Chakravorty, U. J. Roumasset y K. Tse (1997), "Endogenous Substitution among Energy Resources and Global Warming", *Journal of Political Economy*, V. 105, N° 6, 1201-1234.
- Chambers, M.J. (1992), "Estimation of a Continuous-Time Dynamic Demand System", *Journal of Applied Econometrics*, V. 7, N° 1: 53-64.
- De Vany, A. y W. D. Walls (1995), *The Emerging New Order in Natural Gas: Market versus Regulation*, Quorum Books.
- Denton, F.T., et. al (2000), "A Model of Energy Demand in the U.S. Commercial Sector with Declining Rate Schedules", QSEP Research Report N° 346, Research Institute for Quantitative Studies in Economics and Population, McMaster University, Canada.
- Dixit, A. (1980), "The Role of Investment in Entry Deterrance", *Economic Journal*, Vol. 90: 95-106.
- Doms, M. (1993), "Inter Fuel Substitution and Energy Technology Heterogeneity in U.S. Manufacturing", Discussion Papers 93-5, Center for Economic Studies, U.S. Bureau of the Census, Washington.
- Farrel, J. y C. Shapiro (1988), "Dynamic competition with switching costs", *RAND Journal of Economics*, V. 19, N° 1, Spring, 123-137.
- Fosco, C. y E. Saavedra (2003a), "Estructura de la Industria y Relaciones Patrimoniales en los Mercados de Gas Natural en Chile", Documento de Investigación I-147, ILADES-Georgetown University, Universidad Alberto Hurtado.
- Fosco, C. y E. Saavedra (2003b), "Precios de Gas Natural en Chile: Una Primera Mirada al Desempeño de un Mercado Liberalizado", Documento de Investigación I-148, ILADES-Georgetown University, Universidad Alberto Hurtado.
- Fosco, C. y E. Saavedra (2003d), "Mercados de Gas Natural: Análisis Comparado de la Experiencia Internacional", Documento de Investigación I-150, ILADES-Georgetown University, Universidad Alberto Hurtado.
- Green, S. L. y K. A. Mork (1991), "Toward Efficiency in the Crude-oil Market", *Journal of Applied Econometrics*, V. 6, N° 1, 45-66.

- Jadresic, A. (1999), "Investment in Natural Gas Pipelines in the Southern Cone of Latin America", paper presented at the 1999 Annual conference of the Harvard-Japan Project of Energy and the Environment, Tokyo, Japan; Working Paper N° 2315, World Bank.
- Jones, C. T. (1996), "A pooled dynamic analysis of interfuel substitution in industrial energy demand by the G-7 countries", *Applied Economics*, 28, 815-821.
- Juris, A. (1998), "The Emergence of Markets in the Natural Gas Industry", Working Paper N° 1895, World Bank.
- Kleit, A. N. (1998), "Did Open Access Integrate Natural Gas Markets? An Arbitrage Cost Approach", *Journal of Regulatory Economics*, 14, 19-33.
- Klemperer, P. (1987), "Markets with Consumers Switching Costs", *Quarterly Journal of Economics* Vol. 102.
- Laffont, J.-J. y J. Tirole (1996), "Creating Competition Through Interconnection: Theory and Practice", *Journal of Regulatory Economics*, 10, 227-256.
- Nevo, A. (2000), "A Practitioner's Guide to Estimation of Random-Coefficients Logit Models of Demand", *Journal of Economics & Management Strategy*, V. 9, N° 4, Winter, 513-548.
- Nilssen, T. (1992), "Two kinds of consumer switching costs", *RAND Journal of Economics*, V. 23, N° 4, Winter, 579-589.
- Schwartz, M. (1987) "The nature and scope of contestability theory", *Oxford Economic Papers*, Vol. 38, supplement
- Shaffer, G. y Z.J. Zhang (2000), "Pay to Switch or Pay to Stay: Preference. Based Price Discrimination in Markets with Switching Costs", *Journal of Economics & Management Strategy*, V. 9, N° 3, Fall, 397-424.
- Sterner, T. (1989), "Factor Demand and Substitution in a Developing Country: Energy Use in Mexican Manufacturing", *The Scandinavian Journal of Economics*, V. 91, N° 4, 723-740.
- Valletti. T. y A. Estache (1998), "The theory of access pricing: an overview for infrastructure regulators", World Bank.
- Varian, H. R. (1992), *Análisis Microeconómico*, 3ra. ed., Antoni Bosch.